

# 湖北省能源局文件

鄂能源调度〔2023〕64号

## 省能源局关于印发《2024年湖北省电力市场交易实施方案》的通知

各市（州）发改委（能源局、办）、经信局，国网华中分部、国网湖北省电力有限公司，有关发电企业、电力用户、售电公司，湖北电力交易中心：

为加快推进湖北电力市场建设，有序做好2024年电力市场交易工作，现将《2024年湖北省电力市场交易实施方案》印发给你们，请遵照执行。

附件：2024年湖北省电力市场交易实施方案



(此件公开发布)

---

抄送：国家能源局华中监管局、陕西省发展和改革委员会。

---

湖北省能源局

2023年12月8日印发

---

附件

## 2024 年湖北省电力市场交易实施方案

为进一步深化电力体制改革，贯彻落实《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《国家发改委 国家能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规〔2020〕889号）、《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）、《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈电力现货市场基本规则（试行）〉的通知》（发改能源规〔2023〕1217号）、《湖北省电力中长期交易实施细则》（华中监能市场〔2022〕190号）等文件精神，加快推进湖北电力市场建设，促进电力资源优化配置与能源绿色低碳转型，稳妥有序做好2024年电力市场交易工作，结合湖北实际，制定本方案。

### 一、总体概况

2024年湖北电力市场交易主要由电力中长期交易与现货交易组成。电力中长期交易包括：常规电力中长期交易、电网企业代理购电交易、绿电绿证交易、电力需求侧响应交易等。电力现

货交易方案另行制定。

## **二、常规电力中长期交易**

### **(一) 市场主体**

#### **1.发电企业**

统调公用燃煤、统调燃气、统调自备燃煤（上网电量部分）发电机组；陕武直流配套燃煤发电机组。

#### **2.售电公司**

售电公司注册、运营、退出等，按照国家及省内有关要求执行。同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司，全年市场化电量不得超过全省市场化总电量（不含电网企业代理购电电量）的 20%，其中，关联交易电量不超过售电公司合同电量的 50%。关联交易是指同一投资主体（含关联企业）控股的售电公司和发电企业之间以双边协商开展的交易。

#### **3.电力用户**

原则上用电电压等级 10 千伏及以上工商业用户直接参与市场交易，鼓励 10 千伏以下工商业用户参与市场交易，暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电。

已选择市场交易的电力用户，原则上不得自行退市。无正当理由退市的电力用户由电网企业保障正常用电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、上网环节线损费用、系统运行费用、政府性基金及附加等组成。

电力用户可选择参与批发市场，即与发电企业直接交易，也可选择参与零售市场，即通过一家售电公司代理交易，但只可选择一种方式。

## （二）交易电量

1.全年总电量规模不设上限。发电侧年度双边协商交易总规模为 500 亿千瓦时，发电侧与分时用户（含售电公司代理的该类用户）低谷、平段、高峰、尖峰合同电量按 4:4:3:1 比例签约，不分时用户（含售电公司代理的该类用户）不受上述比例限制，当交易时间截止或交易总量达到上限时交易自动终止。

2.各类以双边协商方式开展的交易各时段签约比例同年度交易一致，集中交易采取匿名方式开展。

3.火电企业年度交易签约电量为其上一年度实际交易电量（不含电网企业代理购电电量）的 80%，2023 年新投产机组按全省同容量机组平均利用小时数确定。市场用户年度交易签约电量为上一年度用电量的 80%，月度交易各时段电量原则上不超过年度分月对应时段电量的 30%，月内各时段电量原则上不超过年度分月与月度交易对应时段净合约电量之和的 10%。电力用户、售电公司应通过年度、月度、月内等交易，确保中长期交易电量不低于上一年度用电量的 95%。2023 年新增、扩容用户或用电量较上年发生较大变化的电力用户，可于年度交易前，向交易中心提出 2024 年用电计划说明，作为年度采购电量测算基数。

4.合同回购交易为针对发电侧出现设备故障导致发电能力不足或用户侧大幅减产等特殊情况开展的应急交易，2024年合同回购交易仅针对年度双边协商交易电量开展。合同回购电量低谷、平段、高峰、尖峰电量比例为4:4:3:1，当月回购电量不低于年度分月电量的5%。发电侧发起申请回购用户侧电量的电价为合同价格上调0.01元/千瓦时；用户侧发起申请发电侧回购其合同电量的电价为合同价格下调0.01元/千瓦时。鼓励发用双方通过连续运营融合交易常态化调整各时段电量，实现供需平衡。

5.为缓解季节性供给不平衡矛盾，2024年3-5月、9-11月，电力用户、售电公司按实际用电需要的70%从发电企业购入，其余30%电量从省电力公司打捆购入，并匹配至各用户，确保电力供应。

6.线损电量纳入交易范畴，综合线损率为4.79%，发电侧合同电量=用户侧合同电量/（1-综合线损率）。

### （三）分时段交易

分时段交易是指将每日24小时分为若干类时段，以每个时段的电量为交易标的，组织开展电力中长期交易，由各个时段的交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。2024年分时段交易按尖峰、高峰、平段、低谷四类时段组织，各类交易合同经发用双方协商一致后，将合同电量按日分解至24个时点。合同电量分解应严格参照用户实际用电情况，不得随意分解。

1.尖峰平谷各时段划分及系数暂按《省发改委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（鄂发改价管〔2022〕406号）有关要求执行。后续如遇分时电价政策调整，各类交易时段划分及系数同步自动调整。

2.发电企业各时段交易电量不得超过其发电能力，各类电力用户和售电公司应参与尖峰、高峰、平段和低谷四类时段交易，其中，不分时用户（含售电公司代理的该类用户）其各时段电价按平段交易电价执行。

3.不分时用户（含售电公司代理的该类用户）各类交易应与分时用户分开组织，其各类合同电量转让仅在该类用户间开展，对应发电侧不分时电价交易合同仅在发电企业同类合同间开展。

4.发电侧各时段合同电量=用户侧同时段合同电量+相应线损电量。

#### （四）交易价格

##### 1.发电侧交易价格

发电侧合同电价为发电企业与售电公司或批发电力用户通过市场交易形成的价格，其中：火电市场化交易价格包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

燃煤发电上网电量通过市场交易形成中长期合同电量电价，各时段中长期合同电量电价与容量电价之和允许浮动范围为燃煤基准价 $\times$ 时段系数 $\times$ （ $1\pm 20\%$ ）。

陕武配套电源落地电能量电价不高于省内同类型电源（火、风、光）月度电能量结算电价。

## **2.用户侧交易价格**

### **（1）用户侧批发市场交易合同电价**

批发市场用户侧市场化交易合同电价为发电企业与售电公司或批发电力用户通过市场交易形成的综合价格。

批发市场电力用户（售电公司）结算电价=市场化交易合同电价+上网环节线损费用+输配电价+系统运行费用+政府性基金及附加+保障居民、农业用电的新增损益分摊或分享。上网环节线损费用=市场化交易合同电价×综合线损率/（1-综合线损率）。

### **（2）打捆购入电量电价**

省电力公司打捆购入电量由陕武配套电源电量，同期保障居民、农业用电后剩余的水电、新能源电量等组成，打捆购入电量电价执行同期电网企业代理购电价格。

## **3.合同价格形成机制**

2024年各类交易发用两侧仅协商确定尖峰平谷各时段上下浮动比例，时段系数根据全省分时电价政策自动调整。

## **4.价格联动机制**

为做好中长期交易与现货交易的衔接，现货运行期间，年度中长期交易按“长协定量、现货定价”原则，实施价格联动机制。

从现货运行次月起，燃煤发电企业与批发用户、售电公司年

度交易电量按照“固定价+联动价”开展。发用双方年度交易分月合同签约电量的  $L$ ，其某时段结算电价=上月省内现货实时市场该时段出清算术均价 $\times M$ ，当上月省内现货实时市场出清算术均价/燃煤上网基准电价在允许浮动范围内时， $M$  取 1；超出允许浮动范围时， $M$ =相应浮动上（下）限 $\times$ 燃煤上网基准电价/上月省内现货实时市场出清算术均价；剩余电量（ $1-L$ ）按交易合同已确定的价格结算。联动比例  $L$  结合现货试运行情况另行确定。

#### （五）兜底保障机制

兜底保障出清是指年度、月度集中交易出清后，在用户侧电量需求得不到保障的情况下，采取的兜底机制。对用户侧已申报但未成交的电量，通过分摊的方式，形成补充交易合同，以确保市场供应。2024 年，暂由统调燃煤发电企业参与兜底保障出清。兜底保障出清在各类交易完成后组织开展。

兜底保障出清电量分摊：（不）分时电力用户兜底保障出清电量优先安排至本时段（不）分时净合同电量占比低于全省平均水平的发电企业，其余电量按各发电企业已成交（不）分时合同电量占比进行分摊。

兜底保障出清价格：兜底保障出清价格按差额电价执行。发电侧差额电价为全省当月该时段各类已成交中长期交易合同（含双边协商、集中交易）均价下调 0.01 元/千瓦时；用户侧差额电价为全省当月该时段各类已成交中长期交易合同（含双边协商、

集中交易)均价上涨 0.01 元/千瓦时。售电公司因兜底保障出清产生的差额电费不传导至零售用户。

兜底保障出清费用分配：发电侧年度(月度)兜底保障出清差额电费，按各发电企业兜底保障出清前年度(月度)交易电量占比分配；用户侧年度(月度)兜底保障出清差额电费，按批发市场侧各主体兜底保障出清前年度(月度)交易电量占比分配。

## (六) 交易结算与偏差考核

### 1. 发电侧结算与考核

火电企业实行“按月分时段类别结算、与电网企业代购电同步清算”。非现货运行期间，燃煤发电企业合同内上网电量按照各类交易合同约定的价格结算，偏差电量暂按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算。

### 2. 用户侧结算与考核

非现货期间，批发市场用户侧合同电量按月分时段类别考核，各时段允许偏差范围为 $\pm 10\%$ ，允许偏差范围内电量按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算。超出允许偏差范围的电量，按全省当月该时段各类中长期交易合同均价结算但予以加价考核。偏差范围为 $(+10\%, +15\%]$ 、 $[-15\%, -10\%)$ 的电量按照 0.01 元/千瓦时予以加价考核；偏差范围为 $(+15\%, +20\%]$ 、 $[-20\%, -15\%)$ 的电量按照 0.02 元/千瓦时予以加价考核；超出 $\pm 20\%$ 的电量按 0.1 元/千瓦时予以加价考核。

现货运行期间，批发市场用户侧合同电量偏差同步实行总电量偏差考核与分时段电量偏差考核，对超额获利予以全额回收。具体按现货规则执行。

2024年3-5月、9-11月用户侧按实际用电量的70%与合同电量进行偏差考核。

批发市场用户侧考核所形成的电费，按各电力用户、售电公司当月市场交易电量占比（含年度分解到月部分），全额分配给批发市场电力用户、售电公司。

电力用户、售电公司应按期据实缴纳交易偏差考核电费，未缴纳偏差考核费用不得参与双边协商交易，湖北电力交易中心定期公布偏差考核费用欠费用户清单。

### **3.售电公司关联交易考核**

关联交易考核按月开展，对售电公司月度关联交易电量（含年度分月）超出其月度总合同电量50%以外的电量予以考核。超出允许范围（0%，5%]的电量，按照0.05元/千瓦时予以考核；超出允许范围（5%，10%]的电量，按照0.1元/千瓦时予以考核；超出允许范围10%的电量，按照0.2元/千瓦时予以考核。关联交易考核费用按各批发用户和售电公司当月合同电量（含年度分月）占比分配。

#### **（七）兜底保障出清电量超额获利回收**

现货运行期间，当批发用户、售电公司兜底保障出清后某时

段合同电量超出该时段实际用电量，且现货交易价格大于中长期交易均价时，对该时段兜底保障出清电量的超额获利予以回收。

#### （八）零售服务价格机制

零售服务价格机制分为固定服务费、中长期市场联动分成、中长期及现货市场联动分成三种模式。三种模式下，售电公司均可与零售用户约定单位电量固定服务费，固定服务费不超过 10 元/兆瓦时。

##### 1.固定服务费模式

固定服务费模式是指以当月售电公司（不）分时用户侧同时段中长期合同均价作为（不）分时零售用户该时段结算电价的价格机制。（不）分时零售用户某时段结算电价=该零售用户绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期合同均价+固定服务费。固定服务费下限为 1 元/兆瓦时。

##### 2.中长期市场联动分成模式

中长期市场联动分成模式是指（不）分时零售用户部分比例电量按相应时段其绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价和批发市场（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价中较小值结算，其余电量按当月批发市场（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价结算。即：（不）分时零售用户某时段结算电价= $\min$ （该零售用户绑定的售电公司（不）分时用户侧同时段中长期交易合同均价，批发市场（不）分时用户侧同

时段中长期交易合同均价)×K+批发市场(不)分时用户侧同时段中长期交易合同均价×(1-K)+固定服务费。K可由售电公司与零售用户从0%、25%、50%、75%中协商择一确定，K选取0%、25%、50%、75%时相应固定服务费下限为1元/兆瓦时、1.5元/兆瓦时、2元/兆瓦时、2.5元/兆瓦时。

### 3.中长期及现货市场联动分成模式

中长期及现货市场联动分成模式是指分时零售用户部分比例电量按相应时段其绑定的售电公司分时用户侧同时段中长期及现货综合结算均价和批发市场分时用户侧同时段中长期及现货综合结算均价中较小值结算，其余电量按当月批发市场分时用户侧同时段中长期及现货交易综合结算均价结算。即：分时零售用户某时段结算电价= $\min$ (该零售用户绑定的售电公司同时段中长期及现货综合结算均价，批发市场侧同时段中长期及现货综合结算均价)×K+批发市场侧同时段中长期及现货综合结算均价×(1-K)+固定服务费。K可由售电公司与零售用户从0%、25%、50%、75%中协商择一确定，K选取0%、25%、50%、75%时相应固定服务费下限为1元/兆瓦时、1.5元/兆瓦时、2元/兆瓦时、2.5元/兆瓦时。不分时用户暂不采用中长期及现货市场联动分成模式。

电力交易机构可根据市场需求，经省能源局审核同意后，逐步推出新的零售服务价格机制。

### （九）合同签订

1.各类市场交易合同在湖北省信用机构见证下签约，保障电力中长期合同顺利履行。湖北电力交易中心组织开展电力市场运营评价，并指导市场主体参与市场交易。

2.市场主体均应在湖北电力交易平台上规范签订电子化市场交易合同。鼓励在签订市场交易合同时，约定价格调整机制条款，年度交易合同可只签订电量，根据市场变化再适时约定价格。

### （十）履约保函、保险

为进一步做好售电侧管理，防范现货市场风险，保障市场平稳有序运行，提高履约保函、履约保险等履约保障凭证额度，并与市场主体运营评价挂钩。售电公司2022年度运营评价为AAA、AA、A类的履约保函、履约保险等额度分别按现有标准上浮20%、30%、40%执行，其他售电公司按上浮50%执行。

## 三、电网代理购电交易

（一）电网企业要单独预测代理购电工商业用户用电负荷曲线，综合考虑电网综合线损率、执行保量保价的优先发电电量等因素，按尖峰平谷四段合理确定市场化采购电量规模。

（二）电网公司要根据用户实际用电情况，合理做好用户侧打捆电量购入，明确各类打捆电量购入量、价，并在用户电费单中予以体现。

（三）生物质耦合发电企业可选择由电网企业代购或与母体

一起参与市场交易。企业应于每年年度交易前确定入市方式，一经确定本年度内不得变更。非统调燃煤发电上网电量纳入电网企业代理购电。

（四）跨省跨区售电纳入电网企业代理购电范畴，具体方案另行制定。

#### **四、绿电绿证交易**

为进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，2024年常态化开展绿证交易。继续全面放开跨省跨区绿电交易，按常规电力中长期交易分时段带曲线开展，并执行国家有关要求。

#### **五、电力需求侧响应交易**

为进一步强化电力需求侧管理，运用市场化机制调动需求侧响应资源，增强系统调节能力，2024年电力需求侧响应纳入电力中长期市场，申报、出清、发布环节在交易平台完成，其余由省电力公司按现行规则组织实施。具体方案另行制定。

#### **六、相关要求**

（一）省电力公司要认真做好电力电量平衡，统筹开展电网代理购电工作，确保电力安全稳定供应。

（二）省电力公司和湖北电力交易中心及各市场主体应依照《华中区域电力市场信息披露办法》等相关规定，强化完善信息

披露，进一步提高市场信息透明度，满足市场要求。现货市场运行期间，省电力公司和湖北电力交易中心要强化市场交易实时动态监控，优化完善市场预警机制，遇特殊情况及时上报。

（三）零售用户应在合同中明确是否授权售电公司可查询其历史用电曲线，省电力公司与电力交易中心做好相关服务。

（四）湖北电力交易中心作为市场主体注册工作的责任单位，要加强政策宣传解读培训，做好市场主体持续性满足注册条件的相关管理工作。原则上电网企业与电力交易机构同步办理市场主体注册入市、退市注销等业务，确保业务办结生效时间一致。具体业务流程由国网湖北省电力有限公司会同湖北电力交易中心制定。年度交易开市前，湖北电力交易中心应至少提前5个工作日发布公告；月度、月内等其他交易，湖北电力交易中心应至少提前2个工作日发布公告。湖北电力调控中心应做好市场化交易安全校核工作。

（五）湖北电力交易中心负责将市场交易合同报省能源局备案，并在每场交易完成后三个工作日内向省能源局报告该场交易情况，每月15日前向省能源局报告上月市场交易总体情况及上月结算情况，各类交易结果同步抄送省电力公司。湖北电力交易中心年度清算工作应于次年2月底之前完成，并将清算情况报省能源局。

省能源局将会同华中能源监管局加强市场监管，当市场运行

出现较大风险时可视情况暂停、调整或中止交易。对市场主体恶意扰乱市场秩序、串通操纵市场等行为，将依法依规追究相关市场主体责任。

本方案发布后，如遇国家和我省相关政策变动则相应调整。现货市场结算试运行期间，与本规则相冲突的，按现货市场试运行方案执行。